Original Paper

Evaluation of the Possibility of Reducing CO₂ Emission from Residential Buildings in Cold Districts of Japan by Employing an Micro Gas Turbine Co-Generation System

Norio ARASHI*¹, Tetsuhiko MAEDA*², Yutaka GENCHI*¹, Hiroshi YAGITA*³, and Atsushi INABA*¹

(Received March 10, 2005)

寒冷地集合住宅へマイクロガスタービンコジェネレーションを導入した際のCO₂削減可能性の評価
嵐 紀夫*¹, 前田 哲彦*², 玄地 裕*¹, 八木田 浩史*³, 稲葉 敦*¹

Introducing a co-generation system is an effective choice for reducing energy derived CO₂ emissions and operating costs for the residential and commercial sectors. In this paper, the possibilities of CO₂ emission and operating cost reductions were investigated for the case of a micro gas turbine co-generation system being introduced into a 33 household apartment building located in Sapporo, one of the coldest districts in Japan, which demands a lot of energy in winter for hot-water supply and heating.

The results were compared with that of the existing system which is composed of an electricity grid and hot water boilers. The CO₂ emissions and operating costs of the co-generation system varied according to the ratio of electricity supply from the grid and MGT, MGT generation efficiencies and the season of the year. Using an MGT with an electricity generation efficiency of 35%, a reduction of 10% (23.4 tonne-CO₂/y) of CO₂ emissions and 9.4% (433 k¥/y) of operating costs could be attained compared with the existing system. In the case of a generation efficiency of 30%, a reduction of 3.4 tonne-CO₂/y is expected at the same level of operating cost as the existing system. But in the case of a generation efficiency of 25%, there was no significant reduction in CO₂ emission.

Key Words

Co-generation, Micro gas turbine, Cold weather, Heat demand, CO₂ emission, Operation cost, Heat pump

1. 緒 言

わが国における民生用エネルギーの使用に伴うCO₂の排出量は、1990年に比較して2000年は20%以上増加しており、このまま推移すると2010年にはおよそ320百万トン/年に達すると予想されている¹⁾。地球温暖化対策大綱では、2010年における民生部門でのCO₂排出量を260百万トン/年(1990年排出レベルに匹敵)に削減することとしており、家庭部門に対してもライフスタイルの変化を伴う種々のエネルギー需要低減策が打ち出されている。

一方、家庭部門へのエネルギー供給側からの省エネルギーに関しては、住宅用のコジェネレーションが注目され、導入時の運転状況・省エネルギー性及びそれに伴う経済性などに関する研究がなされてきている²⁾³⁾。家庭のエネルギー使用の場合、寒冷地、温暖地といった地方の特性による熱と電気の需要特性の違いによる省エネルギー性の違いあるいは一部経済性に言及した研究例がある^{4)~6)}が、エネルギー投入量、運用コスト低減のための運用方法選定に関する研究は少ない。本研究は、冬季の暖房需要が特に大きい寒冷地を対象とし

* 1 National Institute for Advanced Industrial Science and Technology (AIST)
16-1 Onogawa, Tsukuba, Ibaraki 305-8569, Japan
* 2 National Institute for Advanced Industrial Science and Technology (AIST)
1-2-1 Namiki, Tsukuba, Ibaraki 305-8564, Japan
* 3 Nippon Institute of Technology
4-1 Gakuendai, Miyashiro, Minamisaitama, Saitama 345-8501, Japan

* 1 (独)産業技術総合研究所 LCA 研究センター
〒305-8569 茨城県つくば市小野川 16-1
* 2 (独)産業技術総合研究所エネルギー技術研究部門
〒305-8564 茨城県つくば市並木 1-2-1
* 3 日本工業大学工学部システム工学科
〒345-8501 埼玉県南埼玉郡宮代町学園台 4-1

たものであり、寒冷地のマンション等の集合住宅において既存のエネルギー供給形態として普及している各戸に設置された灯油ボイラによる温湯暖房給湯及び系統電力による電力供給方式を、マイクロガスタービン発電設備、排熱回収ボイラ及び空気熱源ヒートポンプより構成される中央熱源供給方式に変更することによって、エネルギー起源のCO₂排出量ならびに運用コストの削減可能性を評価することを目的とした。マイクロガスタービンコジェネレーションシステム（以下MGT-CGSと言う）を想定したのは、寒冷地では冬季の暖房熱需要が大きいためであり、ヒートポンプを併用するのは、熱需要をコジェネレーションの排熱だけでまかなおうとすると発電電力量が電力需要量を上回る状態となるため、電力需要量との差分の電力によりヒートポンプを稼動し、MGTの排熱との併用により熱供給を行うのが有利と考えたためである。その際、電力供給量は、本来の電力需要量とヒートポンプ駆動電力の和となる。電力の供給は、MGT発電、系統電力のいずれによっても可能であるが、その供給比率の選定によってCO₂排出量及び運用コストが変動すると考えられるため、本研究では供給比率を変数としてCO₂排出量及び運用コストを評価する方法をとった。

マイクロガスタービン発電設備は、その発電効率が現状ではLHV基準で25%程度であるが、現在米国DOEにおいて、発電効率35%、システムコスト\$500/kWを目標にした開発プロジェクトが2006年度完了を目的に進行中であり⁷⁾、本研究では将来高効率のマイクロガスタービンが普及した場合を想定して、発電効率25、30、35%の場合についてCO₂排出量と運用コスト低減の可能性を評価することとした。

2. 建物及び電力・熱需要

本研究で対象とした建物は札幌駅近くにある戸数37（うち4戸空家）の都市型集合住宅であり、一戸あたりの床面積平均101 m²、建物全体の居住部分の延べ床面積3,340 m²であ

る。この集合住宅の全戸での季節・時間ごとの電力及び熱の合計需要量の実測値を Fig. 1 に示す。この集合住宅では、灯油ボイラが各戸に設置されており、各戸の灯油使用量及び全戸の合計量が毎時集中検針盤で計量されている。電力も同様である。熱・電力の需要パターンは各戸ごとに相違するが、本研究では、中央熱源方式を想定しているため、各戸の個々の熱・電力需要を対象にするのではなく、Fig. 1で示した全戸合計の熱・電力需要量の実測値⁸⁾をもとに解析をおこなった。この場合、世帯構成までは調査されていないが、世帯数が33世帯あれば集合住宅1棟の平準化された合計熱需要量は寒冷地の33世帯集合住宅のほぼ代表的な値として差し支えないものと考え、中央熱源方式の評価では、本図に示す平準化された熱・電力需要量を用いて分析した。ここで、電力は需要量そのものであるが、熱に関しては、放熱端での熱需要量の測定ができなかったため、熱源端である灯油使用量を熱量に換算した値を、熱需要量とした。12、1、2、3月を冬季、7、8、9月を夏季、その他の月を中間期とし、冬季の代表月を1月、中間期の代表月を5月、夏季の代表月を8月とした。

熱需要量は、冬季の暖房熱需要が大きいため大きく、夏季は冷房を行わず給湯需要のみであるため熱需要量は小さい。33戸合計で、一日の熱需要量は、冬季10,510 MJ/d (2,510 Mcal/d)、中間期 3,450 MJ/d (824 Mcal/d)、夏季 1,735 MJ/d (415 Mcal/d) である。これに対して電力需要量は季節による変化は小さく、一日の使用量は 830 ~ 965 MJ/d (230 ~ 268 kWh/d) である。

3. エネルギー供給システム

本研究ではFig. 2 に示す5つのシステムについて評価した。システム①は、基準にとった既存システムであり、電力を系統電力から供給し、温熱を各戸に設置された灯油ボイラにより供給する。システム②~⑤は中央暖房給湯方式であり、集中熱源設備より配管を通して各戸に温湯を供給する。システ

Fig. 1 Total electricity and heat demands of 33 households in objective apartment house

Fig. 2 Electricity and heat supply systems

ム②は、系統電力より供給した電力により電力需要をまかなうとともにヒートポンプを駆動して温熱を供給する。システム③～⑤は、コージェネレーションシステムである。このうちシステム③は、マイクロガスタービン発電（以下、MGT発電と略称）により電力を供給し発電排熱により温熱を供給する。システム④は、本来の電力需要量よりも多くの電力をMGT発電によって供給し電力需要量との差分によってヒートポンプ（HP）を駆動し、発電排熱との併用によって温熱を供給する。システム⑤は、MGT発電と系統電力を併用したシステムである。ここで、MGT発電の燃料は灯油を用いるものとした。Fig. 3に想定した中央暖房給湯システムの概要図を示す。集合住宅は、7階×5戸/階（一部6戸/階）であり、1階に中央熱源設備を設置する。マイクロガスタービンで発電すると同時に、排熱ボイラで作った温水及びヒートポンプにより加熱した温水を貯湯槽に蓄える。貯湯槽の温水は共通配管を通じて各階の枝管に供給され、ここから各戸の小型貯湯槽に供給される。使用後に温度の低下した温水は戻り管（図では点線で示す）を通過して貯湯槽へ戻る。往きの温水温度は60℃、戻りの温水温

Fig. 3 System for hot water supplying to each household from the central thermal equipment in the apartment house

度は40℃とした。このとき、温熱供給端から放熱端までの全配管での放熱損失量は、熱源端（灯油供給端）のおよそ2.5%程度と予想された。本報告では、この値は熱源端からの入熱に対して小さいと判断し、計算では無視することとした。

4. システム最適化計算

システムでのCO₂の排出、エネルギーコストの評価は以下の計算によった。Table 1に計算式で使用した記号をまとめて

Table 1 Explanation of variables

	Variable	Unit	Explanation
Electricity	E_{dem}	kW	Demand
	E_{mgt}	kW	MGT
	E_{grd}	kW	Grid
Heat	H_{wst}	MJ/h	Waste heat
	H_{hpt}	MJ/h	Generated by heat pump
	H_{aux}	MJ/h	Auxiliary heat
Fuel	F_{mgt}	MJ/h	Consumed by MGT
	F_{aux}	MJ/h	Consumed by auxiliary burner
Price	M_{grd}	¥/kWh	Grid electricity
	M_{fel}	¥/MJ	Fuel
	M	¥/d	Operation cost
CO ₂	C_{grd}	kg-CO ₂ /MJ	Emission intensity of grid
	C_{fel}	kg-CO ₂ /MJ	Emission intensity of fuel
	C	kg-CO ₂ /d	CO ₂ emission
Ratio	r_{grd}	-	Supply ratio of grid electricity to demand
	r_{mgt}	-	Supply ratio of MGT electricity to demand

Table 2 CO₂ emission factors

	CO ₂ emission factor*
Grid electricity	0.1333 kg-CO ₂ /MJ ⁽¹¹⁾
Kerosene	0.0679 kg-CO ₂ /MJ ⁽¹²⁾

* higher heating value base

Table 3 Unit prices of energy

	Unit price
Grid electricity	5.96 ¥/MJ (21.45 ¥/kWh) ¹³⁾
Kerosene	1.15 ¥/MJ (4.8 ¥/Mcal) ¹⁴⁾

示す。1日の運転時におけるCO₂排出量の合計を(1)式で表す。各時刻における系統電力でのCO₂排出量及びMGT発電用燃料・補助燃料からのCO₂排出量の和である。また、1日の運転で使用するエネルギーコストの合計を(2)式で表す。各時刻における系統電力コスト及びMGT発電用燃料・補助燃料コストの和である。ここで、CO₂排出原単位をTable 2に、電力(従量料金)及び灯油の価格をTable 3に示す。

電力量は、電力需要量 $E_{dem}(i)$ より(3)式及び(4)式により計算する。式中の $r_{mgt}(k)$ 及び $r_{grd}(j)$ は、それぞれMGT発電量及び系統電力量が電力需要量に対してどれだけの割合で供給されるかを表す変数であり、(5)式の関係を満たす。ここで、対象建屋での熱と電力の需要比は時刻によって変化するので、 $r_{mgt}(k)$ 及び $r_{grd}(j)$ も時刻によって変化させる方がより省エネルギー運転ができる可能性があると思われるが、本研究では季節による機器選定の方向性を明らかにすることを目的としているため時刻 i の関数とはしていない。インデックス j, k による $r_{grd}(j)$ 、 $r_{mgt}(k)$ の刻み幅は0.1とした。(6)及び(7)式はそれぞれMGT発電に要する燃料及び補助燃料使用量をあらわす。(6)式における η_{mgt} は部分負荷率を考慮したMGT発電効率であり、(8)式で表した。式中 η_{Nmgt} は定格出力時の発電効率を表す。なお、(8)式は文献9)の定格効率28%での値に η_{Nmgt} の違いによる修正を行い近似式化したものである。さらに、(9)式はヒートポンプによって供給する熱量、(10)式はMGTに供給された熱量のうちから排熱として回収される熱量(熱回収率 η_{rec})、(11)式は補助熱を表す。

1日のCO₂排出量；

$$C(j,k) = \sum_i [C_{grd} \cdot E_{grd}(i,j) + C_{fel} \cdot \{F_{mgt}(i,k) + F_{aux}(i,j,k)\}] \quad [\text{kg-CO}_2/\text{d}] \quad (1)$$

1日のエネルギーコスト；

$$M(j,k) = \sum_i [M_{grd} \cdot E_{grd}(i,j) + M_{fel} \cdot \{F_{mgt}(i,k) + F_{aux}(i,j,k)\}] \quad [\text{yen/d}] \quad (2)$$

ここで、 i, j, k は、

i : 1日の時刻 ($i = 1 \sim 24$)

j, k : 発電容量を指定するインデックス

電力、燃料、熱に関する関係式は以下の通りである。

電力；

$$E_{grd}(i,j) = r_{grd}(j) \cdot E_{dem}(i) \quad [\text{kW}] \quad (3)$$

$$E_{mgt}(i,k) = r_{mgt}(k) \cdot E_{dem}(i) \quad [\text{kW}] \quad (4)$$

$$r_{grd}(j) + r_{mgt}(k) \geq 1 \quad [-] \quad (5)$$

燃料；

$$F_{mgt}(i,k) = 3.6 \cdot E_{mgt}(i,k) / \eta_{mgt}(i,k) \quad [\text{MJ/h}] \quad (6)$$

$$F_{aux}(i,j,k) = H_{aux}(i,j,k) / \eta_{blr} \quad [\text{MJ/h}] \quad (7)$$

$$\eta_{mgt}(i,k) = \{-23 \cdot (E_{mgt}(i,k) / 30)^2 + 44.9 \cdot (E_{mgt}(i,k) / 30) + 6.3966\} / 100 + (\eta_{Nmgt} - 0.28) \quad [-] \quad (8)$$

熱；

$$H_{htp}(i,j,k) = 3.6 \cdot \{r_{grd}(j) + r_{mgt}(k) - 1\} \cdot E_{dem}(i) \cdot \text{COP} \quad [\text{MJ/h}] \quad (9)$$

$$H_{wst}(i,k) = 3.6 \cdot E_{mgt}(i,k) \cdot \{1 / \eta_{mgt}(i,k)\} \cdot \eta_{rec} \quad [\text{MJ/h}] \quad (10)$$

$$H_{aux}(i,j,k) = H_{dem}(i) - H_{wst}(i,k) - H_{htp}(i,j,k) \quad [\text{MJ/h}] \quad (11)$$

計算は次に述べる手順によりおこなった。即ち、発電容量インデックス j, k において、各時刻 i での電力需要量 $E_{dem}(i)$ に対して、系統電力による電力供給量 $E_{grd}(i,j)$ とガスタービンによる電力供給量 $E_{mgt}(i,k)$ を、 $r_{grd}(j)$ 、 $r_{mgt}(k)$ の値によって(3)、(4)式より決定し、エネルギー投入量よりCO₂排出量及びエネルギーコストの計算を行う。

計算に用いた機器の効率をTable 4のように設定した。ここで、システム内にヒートポンプ導入の有無に係わらず、MGTは対象とした集合住宅1棟に定格発電容量30 kWの設備容量のものを1台設置するものとし、定格負荷での発電効率 η_{Nmgt} を25, 30, 35%の3通りとした。実際には運転では部分負荷となることが多く、効率 η_{mgt} は(8)式に示すように発電量に応じて部分負荷効率を用いた。定格負荷での発電効率が25%の場合を例にとると、負荷率が100%, 50%, 20%と変化するとつれて発電効率が25%から20%, 10%へ低下する。

Table 4 Thermal efficiencies of equipment and COP of heat pump

Equipment	Efficiency · COP	Note
MGT electricity	η_{Nmgt} 25 ~ 35%	at rating capacity
	η_{mgt}	vary with partial load ⁹⁾
Hot water boiler	η_{hwb} 85%	
Heat recovery	η_{rec} 47%	
	2.5	Jan.
Heat pump	COP 3.5	May
	3.8	Aug.

Fig. 4 Heat pump COP varied with outdoor temperature

ヒートポンプのCOPは外気温度によって変化し、特に寒冷地での低温での低下が著しい。Fig. 4に対象とした集合住宅の外気湿球温度とヒートポンプCOPの関係を示す。ここでは、COPは一日の平均値をとり、冬季1月2.5、中間期5月3.5、夏季8月3.8とした。一方、MGT発電の発電効率は、外気温度が低いほど向上し、288K (15℃) で定格28%が273K (0℃) では29.3%まで向上¹⁰⁾するが、本研究では向上分は余裕とみなして計算の中では考慮していない。

5. 結果と考察

先に示した計算手順により、システムの運転に伴うCO₂排出量及びエネルギーコストを、MGT定格発電効率が25、30、35% (HHV基準) の3種類の場合について季節別に評価した。Fig. 5, Fig. 6及びFig. 7に、MGT発電の定格発電効率がそれぞれ25、30、35% (図中の右上に示す) の場合の1月 (冬季代表月)、5月 (中間期代表月) 及び8月 (夏季代表月) における結果を示す。この図は、横軸に電力需要量に対する系統電力供給量の比 $r_{\text{grd}}(j)$ を、縦軸に電力需要量に対するMGT発電電力量の比 $r_{\text{mgt}}(k)$ をとり、それぞれを独立に変化させた

ときの一日あたりのCO₂排出量とエネルギーコストを計算しこれらを $r_{\text{grd}}(j)$, $r_{\text{mgt}}(k)$ に対して等高線で表示したものである。各図において、 $(r_{\text{grd}}, r_{\text{mgt}}) = (1, 0)$ の点は系統電力のみにより電力を供給し、灯油ボイラにより温熱需要をまかなう既存システム (システム①) を表す。既存システムでのCO₂排出量及びエネルギーコストをTable 5に示す。 $(r_{\text{grd}}, r_{\text{mgt}}) = (0, 1)$ の点はシステム③であり、MGT発電のみにより電力を供給する場合である。破線で示す $r_{\text{grd}} + r_{\text{mgt}} = 1$ の線の上では電力需要量にちょうど見合うだけの電力が系統電力とMGTによって供給されることを示す。一方、 r_{grd} 軸上 $(r_{\text{grd}}, r_{\text{mgt}}) = (>1, 0)$, r_{mgt} 軸上 $(r_{\text{grd}}, r_{\text{mgt}}) = (0, >1)$ 及び $r_{\text{grd}} + r_{\text{mgt}} > 1$ で示される領域はそれぞれシステム②, システム④及びシステム⑤に対応する。システム②, ④, ⑤では本来の電力需要量以上の電力供給を行い、電力需要量との差分の電力によって空気熱源ヒートポンプを運転するものと想定した。

MGT発電効率25% (以下定格発電効率のことを発電効率と言う) のときはFig. 5において、1月はTable 5で示す既存システムのCO₂排出量1,116 kg-CO₂/d, エネルギーコスト19,932円/dに比較して、図中のCO₂排出量1,100 kg-CO₂/dの等高線

Fig. 5 CO₂ emission and energy cost variation with r_{grd} and r_{mgt} (MGT electricity generation efficiency 25%)

Fig. 6 CO₂ emission and energy cost variation with r_{grd} and r_{mgt} (MGT electricity generation efficiency 30%)

Fig. 7 CO₂ emission and energy cost variation with r_{grd} and r_{mgt} (MGT electricity generation efficiency 35%)

Table 5 CO₂ emission and energy cost of conventional system (system ①)

	CO ₂ emission kg-CO ₂ /d	Energy cost yen/d
January	1,116	19,932
May	447	10,141
August	273	7,257
Annual	233 ton-CO ₂ /y	4,613 k¥/y

より内側でかつエネルギーコスト 20,000 円/d (本来は 19,932 円/d であるが近似的に 20,000 円/d とした) の等高線より左側の領域では既存システム ($r_{\text{grd}} = 1$, $r_{\text{mgt}} = 0$ の点) よりも CO₂, エネルギーコストの低減が可能であることがわかる。MGT 発電効率 30% のときは Fig. 6 において, 1 月は CO₂ 排出量 1,050 kg-CO₂/d の等高線より内側かつエネルギーコスト 20,000 円/d の等高線より左側の領域内で, 例えば (r_{grd} , r_{mgt}) = (1.0, 2.4) で CO₂ 排出量 1,020 kg-CO₂/d (既存システムより 8.6% 低減), エネルギーコスト 18,580 円/d となる。また, MGT 発電効率 35% のときは Fig. 7 において, 1 月は CO₂ 排出量 950 kg-CO₂/d の等高線より内側かつ 20,000 円/d の等高線より左側の領域で, 例えば (r_{grd} , r_{mgt}) = (1.0, 2.4) で CO₂ 排出量 930 kg-CO₂/d (既存システムより 16.7% 低減), エネルギーコスト 18,455 円/d となる。いずれの場合も既存のシステムに対してエネルギーコストを削減しつつ CO₂ 排出量を削減することができる。これは, この季節には熱需要が大きいためヒートポンプによる熱供給に加え MGT 発電からの排熱を有効に利用できるためである。一方, 5 月, 8 月は Figs. 5 ~ 7 で示すように MGT 発電効率の値の如何にかかわらず, 既存システムに比べて CO₂ 排出量とエネルギーコストの削減を同時に達成できる領域は存在しない。しかし CO₂ 排出量に限って言えば, CO₂ 排出量を既存システムより削減することは, システム②により可能であり, 5 月は CO₂ 排出量を既存システムでの 447 kg-CO₂/d から 320 kg-CO₂/d までおよそ 28% 低減可能である。このとき, エネルギーコストは 10,140 円/d から 12,000 円/d まで上昇する。同様に 8 月は CO₂ 排出量を既存システムでの 273 kg-CO₂/d から 205 kg-CO₂/d までおよそ 25% 低減できる。このとき, エネルギーコストは 7,257 円/d から 8,200 円/d まで上昇する。

以上のように, 季節によって CO₂ 排出量削減とエネルギーコスト低減の両方を同時に達成できるシステム, CO₂ 排出量削減は可能であるがエネルギーコスト上昇を伴うシステムがあることがわかった。

そこで次に Figs. 5 ~ 7 の結果をもとにして, 年間を通じての既存システムからの CO₂ 削減量及び運用コストの削減額を評価した。運用コストは,

$$(\text{運用コスト}) = (\text{設備単純年価}) + (\text{年間エネルギーコスト})$$

とした。ここで, 設備の耐用年数を 10 年と設定した。Table 6 にイニシャル設備コストを示す。コストはシステム③で 480 万円及びシステム②で 810 万円及びシステム④, ⑤では 1,170

Table 6 Initial cost of equipment

	Capacity	Equipment cost*		
		System ③	System ②	System ④⑤
Micro gas turbine	30 kW	3,600 k¥	—	3,600 k¥
Waste heat boiler (include auxiliary burner)	500 MJ/h	1,200 k¥	1,200 k¥ (Aux. Boiler)	1,200 k¥
Heat pump	250 MJ/h	—	6,900 k¥	6,900 k¥
System cost		4,800 k¥	8,100 k¥	11,700 k¥
Levelized annual equipment cost		480 k¥/y	810 k¥/y	1,170 k¥/y

* MGT system cost 100k¥/kW, construction cost 20% of system cost

Fig. 8 CO₂ emission and operation cost increase compared with existing (grid + boiler) system

万円とし、設備単純年価はそれぞれ48万円/年、81万円/年及び117万円/年とした。ここで、既存システムの設備費については考慮していない。

Fig. 8に年間でのCO₂排出量、運用コストの評価結果を示す。図の破線で示す領域は、各システム別の値を示しており、設定条件によって破線の範囲内を変化させる。図の原点(*印)は比較基準にとった既存システム(システム①)を表す。図中の各点は各システムでのCO₂排出量と運用コストの増減量を、システム①との差で示したものである。マイナスは削減、プラスは増加を表す。第3象限にある点は最も好ましい結果であり、第1象限にある点は最も好ましくない結果を表す。第2、4象限にある点はシステム導入の目的によっては、選択され得る結果を表す。△系列はシステム③、□系列はシステム④、○系列はシステム⑤を表す。各系列のマークの区別は、例えば△、▲及び△印はそれぞれシステム③の中でMGT発電効率25%、30%及び35%の場合を表す。他の系列についても同様である。◆系列はシステム②であり、このシステムではMGTを導入せず系統電力からのみ電力を供給し、ヒートポンプを駆動して温熱を供給する。

MGT発電のみによる電力供給とその排熱による温熱供給を行うシステム③においては、MGT発電効率がいずれの場合も既存システム①に比べて運用コストの低減が可能であるが、CO₂排出量は増加する。MGT発電とヒートポンプより構成されるシステム④では、MGT発電効率が25%の場合にはCO₂排出量削減、運用コストの低減いずれに対しても効果はなく、発電効率30%の場合にはCO₂排出量を増加させることなく運用コストのみを低減できる。さらに発電効率35%の場合には23.5 ton-CO₂/y(既存システムのおよそ10%)のCO₂排出量削減及び43.3万円/yの運用コストの削減を同時に達成することができる。このとき、 r_{mgt} は冬季2.3~3.6、中間期1.4、夏季1.0の運転となる。系統電力のみとヒートポンプより構成されるシステム②では、14~21 ton-CO₂/y(既存システムのおよそ6~9%)のCO₂排出量削減が可能であるが、削減量に応じて96~110万円/yの運用コスト増加を伴う。系統電力、MGT

発電及びヒートポンプより構成されるシステム⑤では、 r_{grd} 、 r_{mgt} 選定の自由度が大きいためCO₂増減量、運用コスト増減額は広い範囲に分布している。MGT発電効率25%の場合CO₂排出削減を期待すると、第4象限内の●印で示されるように運用コストの大幅な増加となる。MGT発電効率30%の場合には4.1~90.1万円/yの運用コストの増加であるが、3.4~29 ton-CO₂/yのCO₂排出量削減が可能である。MGT発電効率35%の場合には25.7 ton-CO₂/yのCO₂排出量削減と26.2万円/yの運用コストの低減を同時に達成する(第3象限内の○印)ことができる。このときの r_{grd} 、 r_{mgt} の条件は図中に示すように冬季(r_{grd} 、 r_{mgt}) = (0.4, 2.6)、中間期(r_{grd} 、 r_{mgt}) = (0, 1.4)、夏季(r_{grd} 、 r_{mgt}) = (0, 1.0)であり、いずれの季節においてもMGTの発電量は電力需要量以上である。

以上のように、MGT発電とヒートポンプを導入するシステム④及びシステム⑤は、既存システムからのCO₂排出量削減、運用コストの削減において、系統電力のみでヒートポンプを駆動するシステム②よりも有利であることが示唆された。

6. 結 言

札幌のような寒冷地の集合住宅において電力と温熱を供給する場合に、既存のシステム(電力を系統電力、熱を各戸に設置された灯油ボイラによって供給)に替えて、MGT発電、系統電力及びヒートポンプよりなる中央熱源供給方式コージェネレーションシステムを導入した場合の、CO₂排出量と運用コストの削減の可能性を評価することを試みた。その結果、MGT発電効率25%の場合には、CO₂排出量を削減しようとする、運用コストが増大すること、MGT発電効率30%の場合には運用コストは同レベルでCO₂削減量3.4 t-CO₂/yが達成できること、運用コスト61.4万円/y(13.3%)の増加を許容すればCO₂削減量9.4 ton-CO₂/y(4%)が可能であること、MGT発電効率35%の場合、運用コストが既存システムと同レベルのままでCO₂削減量28.2 ton-CO₂/y(12.1%)が可能であること、また運用コスト43.3万円/y(9.4%)の低減とCO₂削減量23.5 ton-CO₂/y(10.0%)の同時達成が可能であることが示された。

文 献 : References

- 1) 環境省/地球環境局、温室効果ガス削減シナリオ策定調査検討会報告書第1部(2001.3)
- 2) 今村栄一、浅野浩充、実負荷データを用いた燃料電池コージェネレーションシステムの経済性分析、第19回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス講演論文集, p. 263-268(2003.1)
- 3) 江口貴博、松橋隆治、吉田好邦、一般廃棄物を利用した集合住宅におけるコージェネレーションシステム、第19回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス講演論文集, p. 269-274(2003.1)
- 4) 白戸博康、保品秀夫、富田和彦、電力・給湯負荷の実測値に基づく住宅用燃料電池コージェネレーションシステムの導入計画、北海道立工業試験場報告, No. 301, p. 67-73
- 5) 近久武美、川上佳、コージェネレーションの炭酸ガス削減効

- 果と経済性に関するマッピング, 第19回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス講演論文集, p. 139-144 (2003.1)
- 6) 前田哲彦, 安芸裕久, 長谷川裕夫, 武内洋, 遠藤尚樹, 寒冷地の集合住宅におけるエネルギー需要の実測に基づく分散システム, 日本エネルギー学会誌, p. 1030-1038 (2004)
- 7) Advanced Microturbine Systems -Program Plan for Fiscal Years 2000 through 2006, U.S. Department Of Energy (March 2000)
- 8) 前田哲彦, 長谷川裕夫, 竹内洋, 住宅におけるエネルギー需要の計測と解析, 第19回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス講演論文集, p. 565-568 (2003.1)
- 9) 三浦千太郎, マイクロガスタービンの技術開発の現状, 省エネルギー, 52, p. 22-30 (2000)
- 10) Technical Specification and Description for a Single Capstone Micro Turbine Corporation (April 2002)
- 11) 北海道電力(株)HP, <http://www.hepco.co.jp/environment/repo2002/repo2002-12a.html>
- 12) LCA ソフトウェア NIRE Ver.3 付属データ
- 13) 北海道電力(株)HP, http://www.hepco.co.jp/person/price/01_02.html
- 14) 垣見油化(株)HP, <http://www.kakimi.co.jp/4kaku/4hokkai.html>
-